

NUEVAS PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

ADRIÁN LAJOUS

EL MERCADO DE GAS NATURAL DE MÉXICO atraviesa por una coyuntura en la que pueden identificarse importantes cambios en las condiciones de la demanda y de la oferta de este combustible. Las perspectivas, tanto a corto como a más largo plazo, se han modificado como resultado de una transformación fundamental en el contexto norteamericano en el cual se inserta. En unos cuantos años, el mercado regional de gas natural ha pasado de un creciente déficit estructural, en el que se preveían importaciones cada vez mayores de gas natural licuado (GNL) provenientes de fuentes distantes, a uno en el que este déficit tiende a estrecharse y algunos vislumbran un futuro no muy lejano en el que podría conformarse una situación de exportación neta. En Estados Unidos las importaciones netas de gas natural han caído durante cuatro años consecutivos en cerca de la mitad, con que disminuye su participación en el consumo total a cerca de 8%. En ese mismo periodo las importaciones netas provenientes de Canadá disminuyeron y las exportaciones a México aumentaron. Asimismo, las importaciones de GNL cayeron sustancialmente. La baja en la demanda de importaciones se ha dado a pesar de la recuperación del consumo interno estadounidense, gracias al incremento de la producción de gas de lutitas (*shale gas*)¹ que aumentó de 5 a 20% del consumo interno de gas natural en ese país, entre 2007 a 2010.²

A más largo plazo se espera que estas tendencias continúen, comprimiendo primero y eventualmente eliminando las importaciones. El reciente *Annual Energy Outlook* de Estados Unidos proyecta que ese país se

¹ En español se les designa como lutitas gasíferas, esquistos gasíferos y pizarras.

² EIA, "Natural Gas Imports", en <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=770>
Una primera versión de este artículo fue presentada en la Reunión Regional de Norteamérica de la Comisión Trilateral, Toronto, 29 de octubre de 2011. Agradezco a José Casar, Javier Estrada, Francisco Salazar, y a los dos dictaminadores anónimos, los comentarios que hicieron al manuscrito. Todos los errores son responsabilidad exclusiva del autor.

convertirá en exportador neto de GNL a partir de 2016 y en un exportador neto de gas natural en 2021. Las exportaciones netas de gas natural por ducto crecen 440% en el periodo de planeación, de 831 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en 2010 a 3 656 mmpcd en 2035. El pronóstico de exportaciones netas a México supone que su producción interna crecerá, pero a un ritmo menor del correspondiente al consumo interno.³ Conviene llamar la atención ante el hecho de que en 2011 las exportaciones netas de gas a México aumentaron vigorosamente, lo que registró un incremento anual de 528 mmpcd, cifra equivalente a 64%.

Los precios del gas natural en Norteamérica han sufrido una fuerte caída que se ha transmitido directamente al mercado mexicano. Los bajos precios han alentado el crecimiento vigoroso de la demanda interna de gas, que enfrenta una producción local estancada desde 2009, con una ligera tendencia a la baja. Diversas fuentes de incertidumbre restan confiabilidad a los pronósticos de producción a 2016. Más adelante, la posible extracción de gas de lutitas en el norte del país y en aguas profundas podrían revertir tendencias recientes de la producción. Mientras tanto, la demanda incremental tendrá que ser satisfecha con un volumen creciente de importaciones terrestres y de GNL. La expansión de las importaciones ha ampliado el número de actores en el mercado de gas natural en México y el marco y las instituciones regulatorias se han modernizado, aunque ahora requieren fortalecerse para introducir mayor competencia y ampliar la capacidad de las redes de transporte y distribución. Afortunadamente se abandonó el régimen de subsidios generalizados al precio del gas natural, pero aún están por renovarse los términos y las condiciones de las ventas reguladas de primera mano. En estas condiciones el gas natural está llamado a jugar un papel de mayor importancia en la transición a una matriz energética que reduzca la intensidad de las emisiones de carbono y, con el tiempo, el volumen de las mismas.

Este artículo ofrece primero un panorama del balance de gas natural de México. Su segunda parte describe el estado que guardan las reservas de gas natural y comenta las perspectivas de producción de las principales cuencas, haciendo hincapié en los prospectos del norte del país, dado su papel estratégico en el desarrollo de la industria manufacturera. En tercer lugar se analiza la estructura de precios de los hidrocarburos y se discute la desarticulación entre el precio de los combustibles líquidos y el del gas natural, para subrayar su posible impacto sobre la competitividad de la industria mexicana. En la última sección se exponen los retos que entraña la ampliación de las redes de transporte y distribución de gas natural, así

³ Energy Information Administration, Annual Energy Outlook, 2012, Early Release Overview, enero de 2012, en http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_introduction.cfm

como su interconexión con las redes estadounidenses. Finalmente, se ofrecen algunas conclusiones y recomendaciones tentativas.

BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL

En 2011 México produjo 5 992 mmpcd de gas natural. Es un monto significativo aunque pequeño al compararlo con el volumen producido en Estados Unidos, que es más de un orden de magnitud superior, y en Canadá. Predomina la producción de gas asociado al crudo en el suministro de gas natural del país. En los últimos seis años –2006 a 2011– la producción total aumentó 25%. La mayor parte de este incremento –72%– es atribuible a yacimientos de gas asociado.⁴ Si bien la producción de petróleo crudo disminuyó en ese periodo, un aumento sustancial de la relación gas/aceite explica el incremento de la extracción de gas asociado. En ese mismo periodo los descubrimientos de nuevos campos aportaron muy poco a dicha expansión y a las reservas probadas. Esta situación es preocupante a la luz del agotamiento de las reservas probadas de gas no-asociado y del posible estancamiento o declinación del volumen producido. Sólo una oleada de descubrimientos importantes podría modificar estas tendencias. En estas circunstancias debe analizarse la posible contribución de yacimientos descubiertos en aguas profundas y de gas no-convencional en el norte del país.

A partir del cuarto trimestre de 2009 la producción bruta de gas natural disminuyó a una tasa moderada que tiende a acelerarse. La declinación acumulada desde entonces es de 11%. Sin embargo, dado un mejor aprovechamiento del gas –menor quema y mayor inyección a yacimientos–, la producción neta siguió aumentando en 2010 y no fue sino en 2011 que disminuyó. La menor producción es atribuible a la baja en la extracción de gas no-asociado, principalmente en las cuencas de Veracruz y de Burgos. La declinación en la primera se inició en septiembre de 2007 y la de la segunda en noviembre de 2009. Es muy probable que la producción no se logre estabilizar antes de 2016. Son múltiples los síntomas de pérdida de dinamismo y, en cambio, pocos los elementos en los que se puede fundamentar una inflexión en la trayectoria reciente de la producción. La producción de gas no-asociado seguirá a la baja en la cuenca de Veracruz y, de no modificarse el ritmo de perforación en Burgos, la producción en esa región también continuará a la baja. En la Región Sur se requerirá un esfuerzo exitoso para sostener el volumen de extracción. Es difícil pronosticar la producción bruta

⁴ Todas las estadísticas utilizadas en este artículo, salvo que se indique lo contrario, provienen de informes de Pemex y de su base de datos institucional. <http://www.ri.pemex.com/index.cfm>

de gas en la Región Marina Noreste debido a las fluctuaciones erráticas registradas en los últimos cinco años en el complejo Cantarell. La Región Marina Suroeste podrá aumentar la producción en la medida en que la extracción en el Litoral de Tabasco logre compensar la disminución previsible en el activo Abkatún-Pol-Chuc. En los últimos años, la relativa estabilidad de esta región puede atribuirse a la expansión de los campos May, Sinán, Bolontikú e Ixtal. Todos ellos han alcanzado, o están por alcanzar, sus niveles máximos de producción. Por otra parte, los pronósticos de producción de gas de Chicontepec para este periodo son poco confiables. Así, a mediano plazo, la menor producción de gas no-asociado tendrá que ser compensada con mayor producción del Litoral de Tabasco y de Chicontepec.

Sobresale en el balance de gas natural el volumen enviado a la atmósfera. Se estima que en 2008 éste fue de 851 mmpcd, cifra equivalente a 22% de la producción de gas asociado. Dicho desperdicio ha sido controlado. En diciembre de 2011 se quemaron y ventearon 139 mmpcd, el 3.8% de la extracción de gas asociado. Resulta paradójico que México importe gas natural mientras que lo quema y vende. Pemex ha incurrido en cuatro episodios de quema masiva de gas natural en los últimos 35 años. Los volúmenes alcanzados en los tres últimos episodios estuvieron vinculados al desarrollo de Cantarell.⁵ El anterior se registró en el mesozoico terrestre de Tabasco y Chiapas, aunque de menor dimensión absoluta. La quema y venteo rutinario de gas ha sido el resultado de fallas de planeación y regulación bajo condiciones de una severa restricción de capital. En estas circunstancias, la infraestructura gasífera se rezagó de manera sistemática respecto a una creciente producción de petróleo crudo. En el caso más reciente, al declinar la producción de crudo aumentó sustancialmente la producción de gas. La infraestructura para el manejo del gas y la eliminación de nitrógeno de la corriente de gas natural resultaron insuficientes. En todos los episodios surgieron diversos estrangulamientos en los sistemas de recolección y de manejo de gas, cuya eliminación no contó con el sentido de urgencia requerido. El gas no fue reinyectado debido a la marcada preferencia económica por la inyección de agua y de nitrógeno en proyectos de recuperación secundaria, así como por demoras en la disponibilidad de capacidad de compresión. Adicionalmente, la conciencia respecto al costo de liberar el gas a la atmósfera, y a sus consecuencias ambientales, se desarrolló tardíamente y a un ritmo particularmente lento.⁶ La regulación en materia de gas natural adoptada recientemente

⁵ El episodio de la segunda mitad de los años noventa se registró cuando el autor era Director General de Pemex.

⁶ Una explicación detallada de la quema de gas se encuentra en Adrián Lajous, "La quema y venteo de gas natural en México", febrero de 2012, manuscrito en revisión.

por la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá evitar la repetición de un patrón hasta ahora recurrente.

CUADRO 1
Pemex: producción bruta y producción neta de gas natural y ventas
a terceros, 2008-2011
(millones de pies cúbicos diarios)

	2008	2009	2010	2011
Producción bruta de gases	6 919	7 031	7 020	6 594
CO ₂ + N ₂	501	566	640	602
Producción bruta de gas natural	6 418	6 465	6 380	5 992
Gas natural enviado a la atmosfera	851	699	421	249
Gas natural reinyectado a yacimientos	334	387	546	545
Producción neta	5 233	5 379	5 413	5 198
Región Norte	2 496	2 468	2 440	2 234
Región Sur	1 348	1 460	1 573	1 506
Región Marina Suroeste	981	1 077	1 144	1 178
Región Marina Noreste	407	375	257	279
Producción comercializada en México	2 746	2 764	2 737	2 595
Exportaciones Pemex	107	67	19	1
Importaciones Pemex *	447	422	536	791
Ventas internas a terceros	3 086	3 119	3 254	3 385
Memorándum				
Producción de Burgos	1 383	1 514	1 478	1 344
Producción gas no asociado	2 599	2 550	2 477	2 205

* Excluye importaciones directas de terceros.

Fuente: Pemex, BDI, 24/10/11.

Uno de los objetivos de la Estrategia Nacional de Energía, propuesta en 2011 por el gobierno y rechazada por el Senado, era sostener la producción de gas natural a largo plazo. Sin embargo, la estrategia no es explícita respecto al nivel de producción que se espera mantener constante. Si es el de producción bruta de 2010, en 2011 no se cumplió la meta. En cambio, la prospectiva publicada en ese mismo año por la Secretaría de Energía (Sener) prevé en su escenario de planeación un incremento sustancial de la producción de gas: para 2025 pronostica un incremento de 2 000 millones de pies cúbicos diarios (mmmpcd) adicionales sobre el nivel alcanzado a fines de 2010. En este escenario, más de 80% de la producción provendría

de campos aún no descubiertos y de campos en aguas profundas. En 2025 Pemex estima producir 1 316 mmpcd en estos últimos.⁷ La Estrategia Nacional de Energía propuesta en febrero de 2012 plantea metas aún más ambiciosas. Si bien en los próximos cinco años prevé un incremento modesto de la producción de gas de menos de 6%, la estrategia asume que la producción en el año 2026 casi se duplicará respecto al nivel observado en 2011. La contribución incremental más importante proviene de lutitas gasíferas, que podrían iniciar producción en 2016 y alcanzar 3.3 mmpcd en 2026. La aportación de yacimientos en aguas profundas sería de más de 2.0 mmpcd, si bien la producción inicial se pospone a 2019. En ambos casos se trata de una fuerte apuesta a descubrir y producir vastos recursos.

El incremento de la producción de gas después de 2016 dependerá del éxito que se logre en campos de gas no-asociado en aguas profundas, la producción de gas asociado al descubrimiento de campos de petróleo crudo y la renovación de las cuencas de gas no-asociado de Veracruz, Burgos y Sabinas en la Región Norte, así como a la posible producción de lutitas gasíferas en la misma. Es aún más difícil prever la producción de gas asociado que la de crudo,⁸ pues se tienen que hacer supuestos adicionales respecto a la relación gas/aceite en campos aún por descubrir y de re-inyección de gas a yacimientos en aguas profundas. En materia de gas no asociado, los descubrimientos más importantes e interesantes son los cuatro campos de gas natural en aguas profundas y ultra-profundas al noroeste de Coatzacoalcos, que forman parte del activo Holok-Temoa. Desafortunadamente, no se dispone de elementos que permitan hacer pronósticos de producción confiables de más largo plazo. La industria gasera enfrenta una perspectiva incierta que depende de descubrimientos difíciles de prever. Esto explica la falta en este artículo de una visión de largo plazo en relación a la oferta interna de gas natural.

México es un importador neto de gas natural, situación que difícilmente se modificará en los próximos años. La demanda ha tendido a crecer a un ritmo mayor que la oferta interna y esta brecha podrá ampliarse. En 2008 y 2009 –años de recesión económica–, las importaciones netas de gas natural se mantuvieron en torno a 1.2 mmpcd, cifra equivalente a la cuarta parte de la producción nacional de gas seco. En 2010 su volumen aumentó y todo parece indicar que en 2011 las importaciones crecieron de manera acelerada. El bajo precio actual y el precio previsible a mediano plazo en

⁷ Sener, "Prospectiva del mercado de gas natural, 2010-25", en <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1433> y Sener, "Estrategia Nacional de Energía", <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1608&cx=016041137291724762691%3At7lsrffmdbw&cof=FORID%3A11&palabras=&q=estrategia+nacional+de+energ%C3%ADa>

⁸ Adrián Lajous, "Prospectiva petrolera a 2025", *Economía UNAM*, número 23, mayo-agosto de 2011.

Norteamérica, así como la reducción de su precio relativo respecto al de los hidrocarburos líquidos, constituyen un fuerte aliciente a una mayor penetración del gas natural en el sector eléctrico, la industria y el consumo residencial. El principal riesgo respecto al crecimiento de la oferta total de gas se ubica actualmente en las redes de ductos de transporte. La demanda de gas del sector eléctrico continuará expandiéndose rápidamente. En 2009, 60% de la generación se obtuvo en plantas que utilizan gas natural, participación que seguirá creciendo. En el sector industrial el gas natural aportó 57% del total de combustibles utilizados. En cambio, en el sector residencial y comercial su penetración es de tan solo 6%, lo que ofrece un amplio espacio a un mayor consumo de gas natural. En algún momento, la política pública alentará el uso del gas natural, en combinación con fuentes renovables de energía, para reducir emisiones de carbono.

El principal consumidor de gas natural del país es el sector energético. En 2011 el consumo propio de gas seco de Pemex ascendió a 2.2 mmpcd. La generación de electricidad absorbió una cifra sustancialmente mayor al agregar las importaciones directas de particulares y de GNL a las ventas de Pemex. El sector industrial sólo adquirió 854 mmpcd de Pemex, mientras que el sector comercial y residencial consumió 508 mmpcd. Esta estructura de la demanda ofrece diversas oportunidades. La más importante quizá sea la posibilidad de lograr una mayor eficiencia en el consumo de este combustible. La elevada intensidad energética de sus actividades, aunada a bajos niveles de eficiencia energética, obligan a ahorrar gas. Por otra parte, la demanda deberá crecer rápidamente, entre otras razones, debido a que México todavía consume más de 200 mbd de combustóleo de alto azufre, volumen equivalente a 1 260 mmpcd, que en gran medida tendrá que ser sustituido.

La relativa abundancia de gas natural en Norteamérica y la creciente oferta de este combustible en el sur de Texas modificarán los patrones de suministro de gas importado a México. La utilización de la capacidad instalada de las terminales de regasificación de Altamira y Ensenada tenderá a disminuir debido a los bajos precios del gas que prevalecen en Norteamérica, frente al que pueden obtener cargamentos del mismo GNL en Asia y en Europa. El contrato de Shell-Total-Mitsui de suministro de gas a CFE en Altamira permite sustituir parcialmente gas licuado con gas importado por ductos, y Sempra también tiene la opción de sustituir suministros a Ensenada con gas proveniente de Estados Unidos. La terminal de Manzanillo, en cambio, dependerá exclusivamente de GNL en la medida en que el sistema de ductos al que estará conectada enfrente restricciones importantes. Además, Manzanillo se encuentra alejado de fuentes terrestres internas y externas de gas natural. La entrega de gas peruano de Camisea se

ha diferido debido al retraso en la construcción de las instalaciones marítimas requeridas. La planta de gasificación peruana entró en operación a mediados de 2010. Sin embargo, dicho gas está siendo exportado temporalmente a mercados sudamericanos y asiáticos a precios superiores a los que prevalecen en Norteamérica. En su momento, la opción del GNL se apoyó en la percepción generalizada de que Norteamérica enfrentaba un déficit estructural de gas natural, la necesidad en estas condiciones de asegurar suministros mediante la diversificación de fuentes y problemas logísticos en regiones alejadas de la red nacional de gasoductos. En las nuevas condiciones y perspectivas del mercado de gas natural, el GNL jugará un papel de menor relevancia.

CUADRO 2
México: volumen de las importaciones y exportaciones
de gas natural, 2006-2010
(millones de pies cúbicos diarios)

	2006	2007	2008	2009	2010*
Importación	1 018	1 104	1 332	1 258	1 472
Por gasoducto	940	854	976	917	915
Pemex	452	386	447	422	536
Sector eléctrico**	323	303	299	316	nd
Particulares	165	165	230	179	nd
Gas natural licuado	79	250	356	341	557
Altamira	79	250	331	334	360
Ensenada	–	–	25	7	197
Exportación***	33	139	107	67	19
Importación neta	985	965	1 225	1 191	1 453
Por gasoducto	907	715	869	850	896
<i>Memorándum</i>					
Exportación de E.U. a México	882	799	1 001	927	913
Importación de E.U. desde México	35	148	118	78	82
Exportaciones netas por gasoducto	847	651	883	849	831
Producción de gas seco	4 685	4 967	4 920	4 971	5 004

* CFE y productores independientes de energía.

** Exclusivamente Pemex.

*** Estimación propia del autor.

Fuente: Sener, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2010-2025, <http://www.energia.gob.mx/portal/publicaciones.html>; Pemex, BDI, 24/10/11; y Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Los cambios descritos privilegian el fortalecimiento de interconexiones a lo largo de la frontera con Estados Unidos, zona en la que se ha desarrollado un buen número de centros urbanos de más de un millón de habitantes y en el que se expande vigorosamente la demanda de electricidad y la actividad industrial. En la medida en que se amplíe y densifique la red de ductos de transporte, y de que ésta cuente con la redundancia necesaria, convendrá alentar una mayor integración. La disponibilidad previsible de gas a bajos precios en el norte del país es una fuente de ventajas competitivas para su industria. La oferta externa complementará la producción de gas del norte de México y la interconexión de redes de transporte de gas –troncales y regionales– en ambos lados de la frontera dará mayor flexibilidad comercial y operativa al suministro. El costo de una mayor integración logística es relativamente bajo, dada la cercanía de la infraestructura existente. Es también la solución de suministro de menor costo, dados los diferenciales de precios del gas respecto a los que prevalecerán en mercados asiáticos y europeos. Al permitir flujos de gas en ambas direcciones entre zonas productoras fronterizas, más adelante, en la medida en que se desarrolle la producción de gas no-convencional en Coahuila, este sistema de ductos permitiría internar indistintamente dicho gas al noreste del país y a Estados Unidos.

El Natural Gas Act (NGA) de Estados Unidos establece que el Departamento de Energía de ese país deberá evaluar las solicitudes de importación y exportación de gas natural y de gas natural licuado a, y desde, Estados Unidos. Esta ley obliga al Departamento de Energía a otorgar el permiso correspondiente, salvo que encuentre que dicha medida no es congruente con el interés público. La necesidad de que el Departamento de Energía ofrezca un dictamen sólo se aplica a comercio que involucra a países que no hayan suscrito un tratado de libre comercio con Estados Unidos, que suponga trato nacional para el comercio de gas y GNL. La NGA prevé que las solicitudes de importación y de exportación a países con un tratado de libre comercio se consideran de interés público y se otorgarán sin modificación o rezago. Este es el caso de Canadá y México, que mantienen un comercio sustancial con Estado Unidos por gasoducto.⁹

⁹ “Energy Information Administration, Effect of Increased Natural Gas Exports on Domestic Energy Markets”, enero de 2012, <http://www.eia.gov/analysis/requests/fe/>

PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS NATURAL

México ha tenido la fortuna de contar con importantes recursos tanto de gas asociado como de gas no-asociado y la producción combinada de ambos ha sido sustancial. La composición de las reservas y su distribución geográfica ha dado flexibilidad a la oferta y sus respectivas trayectorias de producción han sido complementarias. Conviene distinguir estas dos fuentes, pues sus patrones de crecimiento, la magnitud de sus acervos de reservas y sus costos de producción han variado significativamente a lo largo de su historia. Actualmente, y desde hace algún tiempo, la producción y las reservas de gas asociado han sido superiores, aportando al término de 2011 70% de las reservas 2P y 66% de la producción. Entre 2005 y 2011, el volumen producido de gas asociado aumentó significativamente a pesar de la caída de la producción total de petróleo crudo. Excluyendo a Cantarell –cuyo comportamiento distorsiona el análisis–, la producción de crudo en este periodo aumentó 751 mbd y la de gas asociado creció 1 264 mmpcd. La relación gas/aceite agregada se mantuvo estable, por lo que el incremento de la producción de gas asociado fue el resultado de una mayor producción de crudo. La expansión descrita constituye un logro de Pemex que ha sido insuficientemente aquilatado, dado el derrumbe que sufrió Cantarell. A su vez, la creciente producción de gas asociado compensó parcialmente la baja registrada en la extracción de gas no-asociado a partir de 2008. Aún así, ha sido insuficiente para acomodar el crecimiento de la demanda interna de gas natural.

En los últimos tres años –2009-2011– las reservas de ambos tipos de gas han evolucionado de manera muy diferente. El 37% de las reservas probadas de gas natural son de gas-no asociado y tienen una vida media de 7.9 años, al ritmo actual de producción. En este periodo fue posible restituir plenamente el volumen extraído gracias al descubrimiento de nuevos campos, principalmente en el Litoral de Tabasco y, en menor medida, en aguas profundas, así como a revisiones y desarrollos en campos conocidos. La tasa de restitución del trienio fue de 106%. En el caso de las reservas 2P, la relación reservas a producción es de más de trece años. Sobresale, sin embargo, la tasa de restitución de las reservas 3P de 186%, toda atribuible a nuevos descubrimientos. No obstante, en una perspectiva de largo plazo y ante un fuerte crecimiento anticipado de la demanda, estas cifras son insuficientes. El desarrollo potencial del gas no convencional en Coahuila, al igual que el de mar adentro, podrían contribuir a aliviar la situación.

CUADRO 3
México: reservas de gas natural, asociado y no-asociado,
relación reservas a producción y tasas de restitución, 2011

	<i>Reservas</i> (mmm $\bar{b}c$)	<i>R/P</i> (años)	<i>Tasas de reposición últimos 3 años (%)</i>	
			<i>I</i>	<i>D</i>
Reservas probadas				
Total	17 224	7.2	94.3	15.7
Asociado	10 902	6.8	88.3	19.2
No-asociado	6 323	7.9	105.6	9.3
Reservas 2P				
Total	34 837	14.5	61.2	34.9
Asociado	24 279	15.2	40.0	47.9
No-asociado	11 558	13.1	100.6	15.0
Reservas 3P				
Total	61 641	25.6w	116.8	108.5
Asociado	43 710	27.3	79.6	160.6
No-asociado	17 931	22.3	185.9	27.7

I: tasa integral; D: tasa por descubrimientos.

Fuente: Pemex, Las reservas de hidrocarburos de México, 2010, 2011 y 2012, en <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>

La evolución y perspectivas de las reservas de gas asociado siguen patrones muy diferentes. Sus reservas probadas no han podido reponerse con el mismo éxito que las de gas no-asociado. Si bien la tasa de restitución ha sido de 88%, ésta se debe básicamente a revisiones de campos conocidos y muy poco a descubrimientos. Las mayores reservas 2P de gas y las más altas relaciones reservas a producción son atribuibles, en gran medida, a la contribución de las reservas de Chicontepec, que aportan 84% de las reservas no probadas de gas asociado. El ritmo de la producción en esta región depende de la trayectoria de expansión de crudo y de factores de recuperación que han sido cuestionados.¹⁰ Excluyendo Chicontepec, la relación reservas 2P a producción disminuye de 15 a 8 años. Con esto sólo se busca llamar la atención sobre la dependencia del gas asociado en un gran acervo de hidrocarburos de difícil y más lenta recuperación.

¹⁰ Adrián Lajous, "El misterio de Chicontepec", *Nexos*, septiembre de 2011, en <http://www.nexos.com.mx/?P=leerarticulo&Article=2099497> y CNH, "Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera revisión y recomendaciones", abril de 2010, en <http://www.cnh.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1645&lang=1>

CUENCAS DE BURGOS, SABINAS Y VERACRUZ

Es posible identificar cuatro ciclos históricos de exploración, desarrollo y producción en las cuencas de Burgos y de Sabinas.¹¹ La primera de ellas va de su primera producción comercial en 1945 a 1975. La producción creció de manera gradual hasta 1956; fue entonces que aceleró su ritmo con el desarrollo del campo Reynosa, hasta alcanzar un nivel máximo de 620 mmpcd en 1970; e inició su declinación antes de los grandes descubrimientos de gas asociado en las cuencas del Sureste. El segundo ciclo es de declinación sostenida y va de 1976 a 1994, y alcanza un volumen mínimo de 215 mmpcd en 1993. Nuevas fuentes de gas asociado desplazaron el interés por Burgos y la inversión en la Región Norte. En este periodo se registra un súbito, pero breve, crecimiento de la producción en Sabinas, cuenca que posteriormente declina de manera acelerada. En la tercera etapa, de 1995 a 2003, la producción crece de manera acelerada como resultado del desarrollo de unos cuantos campos de gran tamaño, hasta llegar a un nuevo máximo de 1 000 mmpcd en el año 2000, y se estabilizó en este nivel hasta 2003. A partir de 2004 se inicia la cuarta etapa de Burgos, en la que nuevamente se incrementa la producción hasta alcanzar un volumen de 1 500 mmpcd en 2009, gracias a una campaña intensa de perforación.

En 2010 y 2011, la producción de Burgos declinó debido, tanto a factores coyunturales, como estructurales. Inicialmente se registró una reducción significativa de la perforación por errores de programación vinculados a cambios en los criterios de contabilidad presupuestal de proyectos de obra pública financiada. Por otra parte, costos de desarrollo y extracción comparativamente altos estrecharon márgenes de operación y tasas de rentabilidad, en particular en campos de gas seco. Se registraron también serios problemas de seguridad en la región fronteriza. Sin embargo, la producción también se vio afectada por bajas seculares en la productividad media de los pozos en operación, la reducción de la relación de reservas a producción y la falta de descubrimientos significativos que permitieran probar reservas. Es posible, aunque improbable, que en 2012 se dé una corrección y la producción se recupere. No obstante, en 2011 la producción se contrajo 9% respecto al año anterior. Desde su pico en noviembre de 2009, cuando ésta ascendió a 1 605 mmpcd, cayó a 1 325 en diciembre de 2011, una reducción de 280 mmpcd.

La amplitud de la diferencia de precios entre el gas y los hidrocarburos líquidos ha alcanzado recientemente niveles sin precedente. Este cambio

¹¹ Pemex integró ambas cuencas en el activo integral Burgos, por lo que las estadísticas de reservas y de producción publicadas agregan las cifras de ambas.

de precios relativos tiene importantes consecuencias respecto a la asignación de recursos de inversión. Los bajos precios del gas obligan a Pemex a evaluar rigurosamente las ventajas a mediano plazo de producir o importar, en el margen, volúmenes adicionales de gas natural. Inversiones en el desarrollo de campos de petróleo crudo resultan más rentables que los que ofrecen campos de gas seco en Burgos. Proyectos potenciales de gas no-asociado, que maduran a más largo plazo, deberán privilegiar la exploración respecto al desarrollo, así como la explotación de campos de gas húmedo, que contienen hidrocarburos líquidos de alto valor. Márgenes estrechos en la producción de gas seco –como es el caso de Burgos– son además afectados severamente por el actual régimen fiscal al que están sujetos, cuya base es el valor de la producción. En no pocas ocasiones el margen después de impuestos se torna negativo. Esta compleja situación obliga a Pemex a reducir sus costos de desarrollo y extracción, así como buscar un cambio en el régimen fiscal de Burgos. Las condiciones económicas descritas explican, en parte, la decisión de Pemex de reducir la inversión y la producción en esta cuenca de gas no-asociado.

No obstante, diversos indicadores muestran un sólido desempeño de Burgos en términos de la reposición de reservas a partir de un acervo maduro, que se encuentra en un estado avanzado de agotamiento. El 82% de las reservas probadas y probables (2P) originales de Burgos y Sabinas ya se produjeron y las reservas de mejor calidad ya fueron desarrolladas. La tasa de restitución integral de las reservas probadas –la reposición debida a descubrimientos, delimitaciones, revisiones y desarrollos– de los últimos cinco años fue 98%. Las correspondientes a reservas 2P y 3P fueron un tanto menores. No obstante estos resultados halagadores, la vida media de las reservas probadas fue, a finales de 2011, de 3.8 años y las de reservas 2P de 5.5 años, cifras a todas luces preocupantes.

Igualmente importante es constatar que la tasa de restitución de reservas por descubrimientos y delimitaciones de nuevos campos son muy bajas. En el caso de las reservas 1P, la tasa de los últimos tres años fue 8%. En esta tasa se excluyen la revisión de estimaciones de reservas de campos productores y cambios que resultan de la perforación de pozos de desarrollo en yacimientos conocidos. A mediano y largo plazos no es posible sostener altas tasas de reposición integral con tan pocos descubrimientos: en ausencia de nuevos descubrimientos significativos, las reservas retomarán su tendencia a la baja a partir de niveles de por sí bajos.

Sostener la producción supone un esfuerzo creciente dada la brusca caída de la productividad por pozo, otro síntoma de madurez. Entre 2001 y 2011, la productividad declinó 49%. En el mismo periodo el volumen de reservas probadas por pozo en operación se contrajo 69%. A estas tendencias

se agrega el hecho de que a lo largo de la última década el tamaño de los campos descubiertos ha sido pequeño. En 2011, la producción se obtuvo de 141 campos en esta región. Sólo uno produjo más de 100 mmpcd. De los diez campos de mayor producción, que aportaron el 49% del gas extraído, seis de ellos ya habían iniciado su etapa de declinación en 2011.

CUADRO 4
Cuencas de Burgos y de Veracruz: reservas, vida media
y tasas de reposición de reservas, 2011

	Reservas (mmmpc)	R/P (años)	Tasas de reposición de los últimos tres años (%)			
			I	D	I	D
Burgos						
1P	1 877	3.8	98	8	98	8
2P	2 689	5.5	76	23	81	19
3P	4 126	7.6	ns	114	53	86
Veracruz						
1P	739	2.8	84	13	72	17
2P	887	3.4	100	24	92	36
3P	1 049	4.0	86	34	80	44

I: Tasa integral, D: Tasa por descubrimiento.

Fuente: Pemex, Las reservas de hidrocarburos de México, 2012, en <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>

En 2003, Pemex comenzó a otorgar contratos de servicios múltiples de exploración y producción en las cuencas de Burgos y Sabinas, que más tarde denominaría como obra pública financiada. Con el paso del tiempo, una mayor proporción de los pozos de exploración y de desarrollo fueron perforados bajo esta modalidad. Pemex hizo todo lo posible por sostener el nivel de producción en campos bajo su responsabilidad y dio a las empresas contratistas la tarea de incorporar volúmenes incrementales.¹² La participación de proyectos privados contratados bajo esquemas de obra pública financiada aumentó de manera gradual, pero sostenida, tanto en materia de

¹² Adrián Lajous, "La Cuenca de Burgos y los contratos de servicios múltiples", *La Jornada*, 17 de marzo de 2004, en <http://www.jornada.unam.mx/2004/03/17/per-cuenca.html> y Pemex, "Memoria de labores", 2010, en <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=1&catID=237>

perforación como de producción. Convendría hacer una evaluación crítica rigurosa del desempeño de estos contratos, con objeto de derivar lecciones pertinentes para la nueva generación de contratos que Pemex buscará implantar en Burgos, así como futuros contratos para la explotación de lutitas gasíferas. El diseño de nuevos contratos deberá tomar en cuenta tanto la experiencia adquirida por Pemex, como las condiciones propias de yacimientos de baja productividad y de gas no-convencional. Asimismo, necesitan considerar los patrones de explotación en el sur de Texas y la amplia oferta de servicios de perforación y fracturamiento hidráulico del otro lado de la frontera. Dichos contratos deberán garantizar un desempeño competitivo similar al de distritos productores vecinos. El bajo precio del gas y la escasa renta económica obligan a ello.

Pemex considera que las cuencas de Burgos y Sabinas cuentan con importantes recursos prospectivos de gas natural, técnica y comercialmente recuperables, así como un volumen significativo de reservas no probadas. A principios de 2010, los recursos prospectivos estimados ascendieron a 9 750 mmpc, las reservas no probadas a 2 159 mmpc y las probadas a 1 967 mmpc.¹³ Desafortunadamente, mientras Pemex no dé a conocer las fuentes y los métodos utilizados en la estimación de los recursos prospectivos no es posible evaluar la calidad de ésta. Sin embargo, la primera producción de gas en la formación Eagle Ford en México, y el rápido desarrollo de la misma en zonas contiguas del sur de Texas, ofrecen nuevas perspectivas al rejuvenecimiento y la revitalización del acervo de reservas y de la producción de gas natural en el norte de México.

Entre agosto de 2003 y el mismo mes de 2008, la producción de gas no asociado en la cuenca de Veracruz tuvo una expansión extraordinaria. Ésta pasó de 232 a 1002 mmpcd, con que se cuadruplicó en un periodo de cinco años. Seis campos –todos ellos llegaron a producir más de 100 mmpcd– aportaron 86% de la producción máxima. Lizamba, el más productivo, logró una producción máxima de 294 mmpcd, Arquimia de 226 mmpcd y Apertura de 182 mmpcd. Una vez alcanzado su pico, la producción declinó a 659 mmpcd en diciembre de 2011. La caída fue frenada temporalmente con la aportación de Cauchy en 2010. No deja de sorprender la velocidad con la que esta cuenca alcanzó una producción máxima equivalente a las dos terceras partes de la registrada en Burgos, a pesar de contar con reservas originales mucho menores. La cuenca de Veracruz ya produjo 81% de sus reservas probadas originales y no ha sido frecuente el descubrimiento reciente de nuevos campos. Como puede verse en el cuadro 4,

¹³ Pemex, “Las reservas de hidrocarburos de México”, 2010, en <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>

la madurez de su acervo ha llevado la relación reservas 2P a producción a 3.4 años, cifra aún menor que la de Burgos. Destaca también que las reservas 3P son sólo 42% superiores a las IP, por lo que son pocas las esperanzas de renovar este acervo de reservas.

OTRAS CUENCAS GASÍFERAS

Por muchos años la Región Sur, que comprende los estados de Chiapas y Tabasco, ha aportado una proporción importante de la producción total de gas natural y todo indica que esto continuará por un buen número de años más. Actualmente contribuye 27% de la producción de metano del país y sus reservas probadas representan 37% del total. Si bien ya se produjo más de 82% de las reservas probadas originales, la relación reservas a producción es de diez años. Estas cifras permiten prever que la Región Sur –predominantemente de gas asociado– seguirá jugando un papel importante en el suministro interno de gas. Muestra de ello es el incremento de producción logrado en los últimos dos años gracias al desarrollo de los campos Pijije, Tizón y Sen. En la medida en que tenga éxito el programa de rejuvenecimiento de campos maduros, iniciado precisamente en esta Región, éste contribuirá al sostenimiento de la producción y a la estabilidad de la oferta.

La Región Marina Suroeste está integrada por tres importantes activos con muy diferentes perspectivas. Estos son Abkatún-Pol-Chuc (APC), el Litoral de Tabasco y Holok-Temoa, que incluye campos en aguas profundas del Golfo. APC se integra con campos maduros cuyas reservas tienen una vida media de sólo cuatro años. Produjo 559 mmpcd en 2011 después de lograr una recuperación gradual a partir de 2007. Sin embargo, la información disponible campo por campo no permite pronosticar que ésta se sostendrá a mediano plazo. Aún así es posible optimizar la producción a partir del acervo actual de reservas e instalaciones.

Por muchas razones el Litoral de Tabasco ofrece perspectivas muy interesantes. Descubrimientos recientes en campos que se localizan en aguas someras, a unos cuantos kilómetros de Frontera, Tabasco, ofrecen oportunidades importantes. En 2009 dos campos –Xux y Tsmín– de gas y condensado y un campo –Ichalkil– de gas asociado lograron la mayor incorporación de hidrocarburos del país y 73% de las reservas 3P de gas natural. En 2010 esta misma cifra ascendió a 76%. La perforación de pozos delimitadores y el desarrollo de estos campos permitirán aumentar el acervo de reservas probadas. El nivel alcanzado por las reservas 3P apuntan en esta dirección. Éstas ascienden actualmente a 10024 mmpc, cifra que equivale a 16% del total del país. Excluyendo a Chicontepec, esta participación aumenta a cerca

de 30%. Hasta ahora sólo se ha producido el 24% de las reservas 2P de gas del Litoral de Tabasco y las reservas 3P son casi el doble de las 2P.

En aguas profundas frente a Coatzacoalcos se han hecho también descubrimientos significativos que establecen una nueva provincia de gas no-asociado. El más importante de estos campos es Lakach, en la porción sureste de la provincia petrolera Cordilleras Mexicanas. Se encuentra en un tirante de agua de 988 metros. Noxal se localiza en el Cinturón Plegado de Catemaco en un tirante de agua de 935 metros y Lalail en el límite occidental de la Cuenca Salina del Istmo, en aguas con 806 metros de profundidad. En conjunto tienen reservas 3P de 2.9 mmpc, 1.1 mmpc de reservas 2P y 0.5 mmpc de reservas probadas. Más recientemente se descubrió el campo Piklis, de gas no-asociado y condensado, a 144 km de Coatzacoalcos en las Cordilleras Mexicanas, en un tirante de agua de 1928 metros y una profundidad de 5 431 metros. Pemex planea iniciar producción de gas a principios de 2015; aunque es muy probable que esta fecha se difiera, estima que podrá producir unos 400 mmpcd en una primera etapa y entre 300 y 400 mmpcd adicionales en una segunda. Lo descubierto en aguas profundas es aún modesto. Si se le compara con el Litoral de Tabasco, las reservas no probadas de dicha región son tres veces mayores a las de aguas profundas de Holok-Temoa y su producción actual de gas es mayor a la que se espera obtener en la primera etapa de esta nueva provincia, cuyos costos son muy superiores.

LUTITAS GASÍFERAS DE COAHUILA

En marzo de 2011, Pemex anunció un importante descubrimiento de lutitas gasíferas en la formación Eagle Ford en el norte de Coahuila, el primero en el país. El pozo exploratorio denominado Emergente alcanzó una profundidad de 2 500 metros. Se perforó una sección lateral de 1 500 metros, con 17 etapas de fracturamiento hidráulico. En las pruebas a las que fue sometido produjo 2.9 mmpcd. Se localiza en el municipio de Hidalgo, a cinco kilómetros de una estación de recolección de gas de Burgos. Pemex continúa evaluando este pozo y considera que la formación se extiende al sur y que hacia el oeste podría contener condensados y líquidos del gas.¹⁴ Aparentemente, en la construcción de este pozo se utilizó un equipo de perforación de Pemex, fueron empleados servicios y herramientas de

¹⁴ "Pemex tests Eagle Ford Shale Gas Well", *Oil and Gas Journal*, 8 de marzo de 2011, en http://www.ogj.com/index/article-display/8564372526/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/20100/march-2011/pemex-tests_eagle.html?cmpid=EnlEDMarch102011 Pemex, "Obtiene Pemex su primera producción de gas shale", 23 de marzo, 2011, en <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=24075>

Schlumberger para diseñar y guiar la perforación del pozo horizontal, y Haliburton estuvo a cargo de la terminación del pozo y su estimulación.

Las lutitas gasíferas (*shale gas*), el metano extraído de mantos carboníferos (*coal bed methane*) y el gas de arenas compactas (*tight gas*) son las principales fuentes de gas natural no convencional, y las tres se encuentran presentes en el estado de Coahuila. Tienen como características comunes la baja porosidad y baja permeabilidad de sus rocas, así como la amplia extensión de sus yacimientos.¹⁵ La baja permeabilidad obliga a perforar un gran número de pozos y a maximizar el contacto de estos con el yacimiento, lo que se logra combinando la construcción de pozos horizontales con la fracturación hidráulica de las rocas donde se almacena el gas. Sólo de esta manera es posible obtener flujos de producción en volúmenes comerciales. La pobre calidad de este tipo de yacimientos hace más difícil y costosa la producción de gas. La permeabilidad de las formaciones de lutitas gasíferas es ultra baja. Las lutitas son rocas sedimentarias de grano fino consolidadas en capas delgadas. Pueden contener material orgánico y convertirse en rocas generadoras y almacenadoras de hidrocarburos, tanto de crudo como de condensados, gas húmedo y gas seco.

Cada formación de lutitas es singular y en una misma formación hay importantes diferencias en términos del subsuelo, las características de sus pozos, su desempeño productivo y la cercanía a infraestructura existente. La productividad de los pozos en áreas núcleo de la formación –donde se puede encontrar la mayor producción potencial– difiere sustancialmente de la que se registra en áreas marginales. Su exploración y desarrollo son intensivos en tecnología y servicios petroleros. La producción máxima se obtiene al iniciarse la producción y ésta declina rápidamente. En estas condiciones, el uso de casos análogos y la extrapolación a partir de un número limitado de perforaciones tiende a ser riesgoso, lo que obliga a ejercer prudencia al evaluar su potencial productivo.

Antes de iniciarse el desarrollo comercial de un recurso de esta naturaleza es necesario cubrir varias etapas previas: identificación del recurso y de su extensión, evaluación inicial a partir de la perforación de un número limitado de pozos, ejecución de proyectos piloto de perforación e instrumentación de pruebas piloto de producción. A todo esto debe agregarse un largo proceso de aprendizaje en la perforación, el fracturamiento hidráu-

¹⁵ La *porosidad* es la relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos en la roca. La permeabilidad es la facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. La unidad de medida es el darcy. El fracturamiento hidráulico busca crear permeabilidad adicional agrandando conductos existentes o creando nuevos conductos en las formaciones productoras de un pozo.

lico, la terminación de pozos y la estimulación del yacimiento. El costo del primer pozo perforado en Coahuila se estima en unos 20 millones de dólares.¹⁶ Este monto contrasta con los costos de pozos similares en la misma formación del sur de Texas, que fluctúa entre 4 y 6.5 millones de dólares. Es natural que el primer pozo tenga un costo elevado y que el proceso de aprendizaje permita reducirlo de manera significativa. La cifra aludida es particularmente alta y muestra la magnitud de las reducciones que Pemex deberá lograr para homologarse con otras empresas.

El *play*¹⁷ Eagle Ford se prolonga de las inmediaciones de Dallas y San Antonio hasta los condados Maverick, Dimmit y Webb, en el Sur de Texas, que colindan con México. Entra al territorio nacional por una amplia ventana entre Nuevo Laredo y Piedras Negras, y se ensancha en la Cuenca de Burgos. Eagle Ford está aún por delimitarse con precisión en el sur de Texas. Por ejemplo, actualmente se evalúa su afloración en el condado de Val Verde, frente a Ciudad Acuña. En esta región se le conoce como la formación Boquillas.¹⁸ El vecino Pearsall Shale *play*, en la cuenca de Maverick, comienza a desarrollarse frente a Piedras Negras. De acuerdo a un estudio de la Universidad Autónoma de Nuevo León, en la subcuenca Fuentes-Río Escondido, la formación Eagle Ford aflora también en el kilómetro 21 de la carretera Piedras Negras-Ciudad Acuña, así como en las inmediaciones de El Cedral y Piloncillos.¹⁹ El primer pozo productor de la formación Eagle Ford en México se ubica en el llamado bloque Olmos, donde la empresa Lewis Energy opera un contrato de servicios múltiples. La primera etapa de evaluación del potencial de lutitas gasíferas tiene como objetivo la provincia petrolera Sabinas-Burro Picachos, donde Pemex programó la perforación de diez pozos evaluatorios. En 2012 se contempla terminar tres de ellos. Asimismo, se llevarán a cabo reparaciones mayores en pozos existentes que atraviesan Eagle Ford, con objeto de comenzar a delimitar la formación. Dichos pozos fueron perforados para extraer gas de otras formaciones y están dando a Pemex datos de gran valor.²⁰

¹⁶ "Pemex's 2nd, 3rd Shale Gas Wells to Cost \$10 MN Each", Business News Americas, 20 de julio de 2011, <http://www.bnamerica.com/news/oilandgas/pemexs-2nd-and-3rd-shale-gas-wells-to-cost-us10mn-each/254451167>

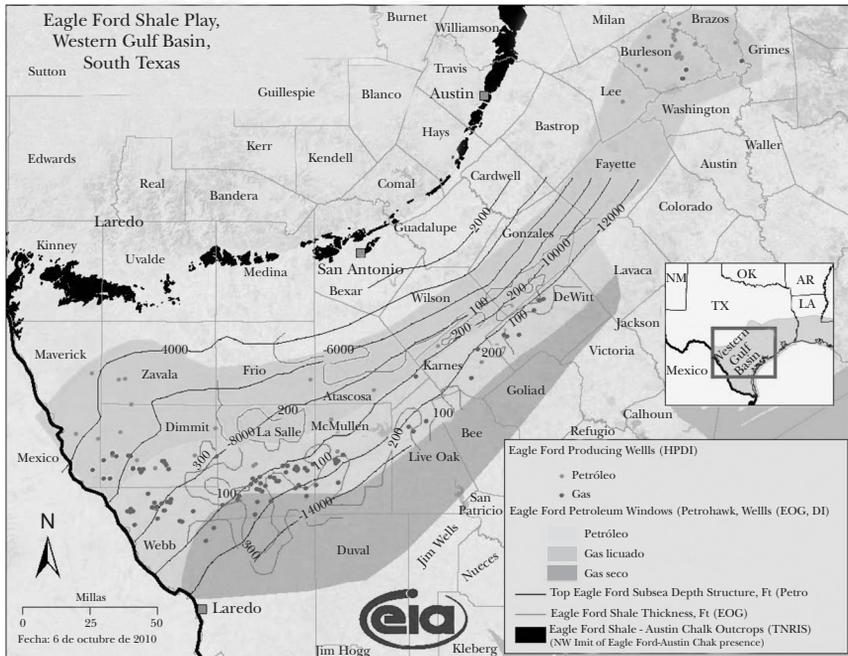
¹⁷ Un *play* es un conjunto de acumulaciones o de prospectos de hidrocarburos en determinada región, controlados por las mismas características geológicas generales.

¹⁸ Houston Geological Society, <http://www.hgs.org/en/cev/1133/>

¹⁹ Marcial Martín Véjar Hernández, "Manifestación de hidrocarburos en ambiente deltáico, de la formación San Miguel en la subcuenca Fuentes Río Escondido, Noreste de México", UANL, tesis de Maestría en Ciencias Geológicas, 1988, en <http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1080095045/1080095045.html>

²⁰ Pemex, "Obtiene Pemex su primera producción de gas shale".

MAPA 1
Sur de Texas: extensión del Eagle Ford Play hasta la frontera con México



Fuente: Energy Information Administration.

La extraordinaria expansión de las actividades de exploración y desarrollo de recursos no convencionales de gas natural en Estados Unidos, la creciente producción de hidrocarburos de lutitas gasíferas en ese país, el interés que esto ha despertado en otras naciones, los descubrimientos y desarrollos en la formación Eagle Ford en el sur de Texas, cerca de la frontera con México, y el reciente descubrimiento de Pemex al que se ha hecho alusión, son todos punto de partida para un esfuerzo exploratorio obligado en el estado de Coahuila. Sólo mediante descubrimientos significativos en esta región podrá renovarse efectivamente el acervo de reservas de gas de las cuencas de Burgos y Sabinas. Las crecientes necesidades de gas natural del país y el escaso conocimiento geológico que se tiene de yacimientos de gas no-convencional en México, justifican dar una mayor prioridad a su exploración. La inversión de Pemex en estos momentos tendría que orientarse a reducir riesgos geológicos, antes de iniciar una campaña de perforación

ambiciosa en lutitas gasíferas. Esta deberá circunscribirse, por ahora, a delimitar las formaciones relevantes, identificar sus áreas medulares, adquirir tecnología e iniciar un proceso de aprendizaje que le permita desarrollar estos recursos de manera eficiente, a costos competitivos. Pemex tendrá que actuar de manera cauta, pero sin titubeo. Es aún temprano para aquilatar la importancia del descubrimiento realizado y, más aún, para fijar perfiles de producción. La empresa está lejos de contar con una idea clara de la escala, el marco temporal y las condiciones necesarias para el desarrollo de la producción en lutitas gasíferas en México, aunque hay suficientes indicaciones de que éstas ofrecen un potencial atractivo en la zona fronteriza. Sin embargo, no deja de sorprender la audacia manifiesta de la Estrategia Nacional de Energía, que propone una meta de producción de lutitas gasíferas de 3.3 mmpcd en 2026. Dada la información dura disponible, fijar una meta de esta magnitud es, cuando menos, prematuro.

Pemex ha planteado una estrategia que comprende fases bien definidas por las que tendrá que transitar. El enfoque inicial se centra en adquirir información, probar conceptos y comenzar a delinear las áreas donde se encuentran los yacimientos de lutitas. El esfuerzo de delineación se llevará a cabo hasta 2016, cuando se espera iniciar la etapa de desarrollo.²¹ Esta transición de actividades exploratorias a las de desarrollo comercial puede resultar mucho más lenta de lo esperado, dada la compleja geología de las cuencas de Burgos y Sabinas, la escasez de agua en la región, los posibles conflictos sociales por el acceso a este fluido y por el impacto ambiental de un desarrollo intensivo, así como por restricciones de carácter institucional. México difícilmente podrá desarrollar sus yacimientos de lutitas a un ritmo parecido al observado en Estados Unidos. Además, en la medida que predominen lutitas de gas seco, la rentabilidad estará amenazada por precios bajos del gas natural.

La Energy Information Agency (EIA) del Departamento de Energía estadounidense publicó un estudio que comisionó a Advanced Resources International (ARI) para realizar un conjunto de estimaciones iniciales de recursos de lutitas gasíferas fuera de Estados Unidos.²² El informe evaluó 48 cuencas de lutitas en 32 países, cubriendo 70 formaciones. Estas evaluaciones abarcan los recursos de lutitas de mayor prospectividad de un grupo de países que muestran un nivel prometedor de producción a corto y mediano plazos, y que cuentan con información geológica suficiente para realizar un análisis de recursos. El estudio comisionado no incluye estimaciones

²¹ Juan José Suárez, presentación en el Instituto Baker, Houston, Texas, 18 de enero, 2012, <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catID=11300>

²² U.S. Energy Information Administration, "World Shale Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States", abril de 2011, en <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

de Rusia, Asia central, el Medio Oriente, el sudeste asiático y África central, regiones que pueden contar con recursos sustanciales. Su objetivo es ofrecer estimaciones de gas *in situ* y de recursos técnicamente recuperables que toman en cuenta diversos riesgos básicos. En el estudio se ofrece una descripción detallada de los principales resultados, así como del alcance del informe, los métodos empleados y los principales supuestos y premisas que subyacen a dichas estimaciones. Como puede observarse en el cuadro 5, sobresale la importancia de los recursos potencialmente prospectivos que se atribuyen a México. En Norteamérica, los recursos técnicamente recuperables de México equivalen a 79% de los correspondientes a Estados Unidos y son 76% superiores a los de Canadá.

CUADRO 5
Estimaciones de recursos de lutitas gasíferas en países seleccionados, 2011
(mmmmpc)

	<i>Gas in situ</i>	<i>Recursos recuperables</i>
China	5 101	1 275
Estados Unidos	nd	862
Argentina	2 732	774
México	2 366	681
Sudáfrica	1 834	485
Canadá	1 490	388

Fuente: EIA.

Estimaciones recientes realizadas por Pemex²³ ubican los recursos potenciales de gas de lutitas de México en niveles significativamente menores –entre 150 y 459 trillones de pies cúbicos (Tpc).²⁴

Los recursos recuperables identificados se concentran en el estado de Coahuila, en las cuencas de Burgos y Sabinas, aunque también se cuantifican recursos en Tamaulipas y Veracruz. Sin embargo, las estimaciones publicadas por la EIA deben tomarse con un grano de sal. Un ejemplo de la exuberancia de sus evaluaciones se encuentra en las diferencias que han surgido respecto a estimaciones de otras entidades gubernamentales estadounidenses.

²³ Luis Ramos, “Shale Gas”, presentación en Houston, 23 de agosto de 2011, en <http://www.epmag.com/2011/August/item87574.php> y Juan José Suárez, documento citado.

²⁴ Conforme a la convención estadounidense, trillones de pies cúbicos.

Recientemente, el US Geological Survey (USGS) publicó una estimación del Marcellus Shale en la que cuantifica el volumen de recursos no descubiertos que son técnicamente recuperables, independientemente de las condiciones económicas imperantes y de su accesibilidad. La nueva estimación fue de 84 trillones de pies cúbicos (Tcf) frente a la anterior de sólo 2 Tpc. Estas cifras contrastan con las del estudio comisionado por la EIA de 410 Tpc. Con la publicación del volumen estimado por el USGS, la EIA tuvo que abandonar las cifras que había adoptado, afectando sustancialmente sus estimaciones de recursos de los Estados Unidos, dada la importancia preponderante del Marcellus Shale. No obstante, las estimaciones del USGS dan un claro sentido de dirección de las nuevas estimaciones del volumen de recursos recuperables.²⁵

PRECIOS DEL GAS NATURAL

La modificación reciente de los patrones de demanda y de oferta de hidrocarburos en Norteamérica, y específicamente en México, son fuente de incertidumbre y hacen difícil identificar tendencias futuras de sus balances. Sobresalen los bruscos y vigorosos movimientos en el nivel de los precios del petróleo crudo y la alta volatilidad de los mismos, las crecientes diferencias regionales de precios, tanto de crudo como de gas natural, los cambios sustanciales en los precios relativos de los hidrocarburos líquidos y el gas natural, y la modificación de subsidios otorgados a algunos combustibles en México. Algunos de los ajustes de precios son causa y consecuencia a la vez del incremento extraordinario de los recursos estimados y de la producción de gas no convencional en Estados Unidos.

Entre 2002 y 2008, el mercado petrolero registró un incremento sostenido de precios en el que el precio promedio anual aumentó en siete años consecutivos. El precio del crudo Brent alcanzó un pico de 144.20 dólares por barril el 3 de julio de 2008. A esta alza sin precedentes siguió una caída también espectacular a fines de ese año, provocada por la crisis financiera y la subsecuente recesión. Los precios del Brent cayeron más de 100 dólares por barril entre su nivel de julio y el de diciembre de 2008. La recuperación posterior también fue rápida. El precio ascendió de 30.28 dólares por barril el 23 de diciembre de ese año a 79.39 al término de 2009 y alcanzó nuevamente el

²⁵ EIA, "Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays", julio de 2011, en <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf> y USGS, "Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province", 2011, en <http://pubs.usgs.gov/fs/2011/3092/>

umbral de los 100 dólares a mediados de febrero de 2011. El precio promedio del Brent en 2011 fue superior al de 2008. Estos ajustes de precios son el resultado de bajas elasticidades a corto plazo de la oferta de petróleo y de la demanda de productos destilados ante movimientos limitados de sus volúmenes.²⁶

Igualmente explosiva fue la gestación y ampliación de las diferencias entre los precios del Brent y del WTI, los dos principales precios internacionales de referencia. Esto fue el resultado de condiciones muy específicas que segregaron a la región de Cushing, Oklahoma, donde se cotiza el WTI, del resto del mundo. Su ubicación tierra adentro, donde confluyen múltiples oleoductos que aportaron volúmenes adicionales de crudos de Canadá, Dakota y Colorado, así como del sur y del occidente de Texas, saturó y congestionó la capacidad de almacenamiento en Cushing y la de transporte por ducto a los mercados de la costa este y de la costa estadounidense del Golfo de México. Algunos productores se han visto obligados a transportar crudo por tren y carretera a grandes distancias, lo que deprime el precio regional del crudo. El resultado ha sido la ampliación de la diferencia entre el precio del WTI y del Brent, al igual que respecto a crudos americanos que se cotizan en la costa del Golfo, como el WTS y el LLS. Ello ha mermado la utilidad del WTI como crudo de referencia. Tradicionalmente, el precio de este crudo se cotizaba un poco más de un dólar por arriba del correspondiente al Brent. En 2011 este último se ubicó en promedio más de 16 dólares por arriba del WTI, sin embargo, en septiembre el diferencial de precios superó los 27 dólares por barril. El estrangulamiento descrito sólo puede resolverse mediante la ampliación de ductos existentes y la construcción de nuevos oleoductos que den salida al crudo que llega a Cushing, lo que podrá tardar de dos a tres años más. El problema de fondo radica en que la actual infraestructura de ductos de transporte se diseñó y operó para importar petróleo crudo y ahora es necesario revertir la dirección de los flujos para desplazar importaciones con producción de Estados Unidos y Canadá.

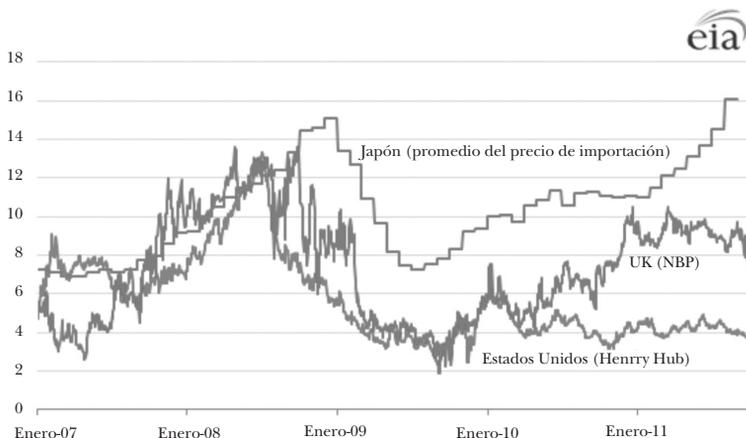
El precio relativo del gas natural y del petróleo se ha modificado radicalmente en los últimos años. El precio del crudo refleja condiciones globales –salvo la anomalía temporal del WTI–, mientras que los mercados de gas natural tienen un carácter más regional, dado que el arbitraje de precios que se da a través de flujos comerciales de GNL es imperfecto. En Estados Unidos el precio del gas se forma en mercados competitivos de este mismo combustible. En cambio, en Europa y en Japón, la oferta se contrata a largo plazo y los precios se determinan predominantemente en función

²⁶ C. Allsopp y B. Fattouh, “Oil and International Energy”, *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 27, núm. 1, primavera de 2011; y B. Fattouh, “An Anatomy of the Crude Oil Pricing System”, Oxford Institute for Energy Studies (WPM 40). Toda esta sección está muy influida por el análisis de estos autores.

de los que prevalecen en los mercados de crudo y de productos petrolíferos. En la primera mitad de la pasada década el precio del gas tendió a moverse en Estados Unidos con el del crudo y en la segunda mitad surgió una divergencia que fue ampliándose. Entre 2000 y 2005, el precio del gas en Henry Hub, Luisiana, equivalía, en términos calóricos, a 95% del precio del Brent. En la segunda mitad de la década el promedio fue de 49%, aunque descendió año con año y en el último trimestre de 2011 el precio del gas, en promedio, fue de sólo el 17% del correspondiente al Brent.

Este cambio de precios relativos se ha circunscrito a Estados Unidos. Precios de menos de 3 dólares por millón de BTU (mmbtu) en Henry Hub son muy inferiores a los que prevalecen en el punto de arbitraje inglés –el *national balancing point*–, que refleja a su vez las condiciones del mercado *spot* del noroeste de Europa y el precio de importación de Japón, un buen indicador de precios de mercados asiáticos. Entre 2000 y 2004 el precio promedio de Henry Hub fue de 4.60 dólares por mmbtu y entre 2005 y 2009 fue de 7.04 dólares, aunque hubo años con precios particularmente altos como 2005 y 2008. A diferencia del crudo, la recuperación del precio del gas en 2009 fue modesta, el precio promedio de diciembre de 2011 descendió a 3.17 dólares por mmbtu y en los primeros meses de 2012 registró una baja significativamente adicional. En México, el precio máximo de las ventas de primera mano en Reynosa fue de 2.85 dólares por mmbtu en diciembre de 2011.

GRÁFICA 1
Tendencias de los precios del gas natural en sus principales mercados, 2007-2011 (dólares por mmbtu)



Los bajos precios del gas natural en Norteamérica, incluidos los de México que están directamente ligados a los del sur de Texas, y las expectativas de que se mantendrán bajos por algún tiempo, tienen importantes consecuencias; reflejan el cambio paradigmático ocasionado por el aumento en Estados Unidos de la producción de gas no convencional, particularmente el proveniente de lutitas gasíferas. En muy corto tiempo este cambio ha llevado a Norteamérica de un déficit estructural de gas a una posición más balanceada y a una perspectiva en la que podrán prevalecer condiciones de oferta excedente. Los bajos precios han alentado un incremento de la demanda a corto plazo, particularmente en los sectores industrial y eléctrico, a pesar de la débil y frágil recuperación económica. Es de esperarse que en algún momento la demanda para transporte municipal y para el pesado de largas distancias también se expanda y se dé un cierto renacimiento de la industria petroquímica en Norteamérica, que hace uso intensivo del gas natural y del etano.

Dada la estructura de costos de desarrollo y de extracción, precios tan bajos del gas natural en Norteamérica tienen un fuerte efecto sobre la inversión y sobre la producción. La caída en la perforación de pozos gaseros pronto supone una menor producción, con lo que tiende a equilibrarse el mercado. Empieza entonces un ciclo en el que los precios se recuperan, lo que alienta la perforación y la producción hasta que nuevamente se crean condiciones de oferta excedente. Una característica del mercado estadounidense es la velocidad a la que se realizan estos ajustes cíclicos. Factores estructurales de la industria petrolera y gasera en ese país, y de la industria de servicios petroleros, explican la agilidad del ajuste. Sin embargo, la existencia de amplios recursos de gas natural garantiza precios relativamente bajos a largo plazo. Es en torno a esta trayectoria secular que se dan los ajustes cíclicos. No obstante, la eventual construcción de plantas de licuefacción de gas natural, así como la amplia capacidad de regasificación existente, propiciarán un mayor y mejor arbitraje de precios en Norteamérica respecto a las que prevalecen en otras grandes regiones consumidoras.

Un primer síntoma inequívoco de las posibilidades de exportación de gas de Norteamérica es la autorización que dio la National Energy Board de Canadá, a mediados de octubre de 2011, para exportar GNL durante veinte años. Con este fin se instalará en Kitimat, Columbia Británica, una planta de licuefacción de gas que enviará GNL a mercados asiáticos. Esta deberá operar a partir de 2015. Será la primera de varias terminales que se construirán en ese distrito. Es muy probable que en un futuro cercano las autoridades estadounidenses permitan construir una planta de licuefacción en alguno de los sitios donde se localizan plantas de regasificación. Actualmente, tres terminales en el Golfo de México cuentan con autorización

para re-exportar GNL. Asimismo, en las condiciones actuales del mercado, resultará relativamente fácil obtener permisos para construir nuevos ductos de interconexión con México y aumentar las exportaciones al mismo.

La producción de gas seco en Estados Unidos aumentó 27% entre 2005 y 2011. Si bien la perforación de pozos de gas llegó a un pico con la operación de 1 585 equipos en septiembre de 2008, estos descendieron a 824 equipos en diciembre de 2011, un descenso de 48%. Mientras tanto, los equipos dedicados a la perforación de pozos de petróleo crudo casi se triplicaron en el mismo periodo, al pasar de 417 a 1 173 equipos. Además, a la reducción de equipos dedicados a la extracción de gas debe agregarse que una buena parte de los que aún están en operación fueron reorientados de campos de gas seco a campos de gas húmedo, dado que la recuperación de líquidos les prometía obtener mayores márgenes, pues su precio está vinculado al de otros combustibles líquidos. La perforación restante de pozos de gas seco se explica por la falta de mayores oportunidades de perforación de crudo, obligaciones contractuales con los arrendatarios de tierras, programas de coberturas para 2012 y el desarrollo de campos particularmente productivos y de bajo costo. La eventual baja de la producción equilibrará el mercado y permitirá que los precios se recuperen. Este patrón de comportamiento se ha manifestado con particular claridad en la formación Eagle Ford, en el sur de Texas.

En la cuenca de Burgos, Pemex redujo el número de equipos de perforación de 43 en julio de 2009 a 19 en diciembre de 2011, lo que ocasionó una pérdida significativa de producción. Ésta disminuyó de 1 533 a 1 325 mmpcd en el mismo periodo y todo indica que la producción continuará a la baja en tanto se mantenga el actual ritmo de perforación. Con precios inferiores a 3 dólares por mmbtu es comprensible que Pemex reasigne su presupuesto de inversión a la exploración y producción de crudo. En Burgos, los márgenes antes del pago de derechos e impuestos obtenidos en campos pequeños –y sobre todo después de este pago– no permiten justificar inversiones adicionales. Asimismo, precios de venta de primera mano del gas en Coatzacoalcos, inferior a 2.00 dólares por mmbtu, difícilmente cubren los costos de desarrollo, extracción, recolección y transporte del gas de Lakach. Aun con el ajuste al régimen de derechos concedido a actividades en aguas profundas se requiere de precios más altos para justificar la inversión requerida. Es difícil pronosticar el nivel de precios que regirá en 2016 al iniciarse la producción en esta región. Estas inversiones suponen necesariamente una trayectoria de precios más altos a mediano y largo plazos. Sin embargo, la incertidumbre respecto a precios futuros entraña importantes riesgos en regiones de altos costos como ésta.

Los precios bajos de gas natural harán a este combustible el preferido para la generación de electricidad, al alentar la instalación de ciclos combinados de alta eficiencia térmica y bajos costos de capital. La sustitución de otros combustibles fósiles con gas natural disminuye las emisiones de carbono, y la flexibilidad técnica y económica de las plantas de ciclo combinado permiten apoyar la utilización de fuentes renovables de energía intermitentes. El sector industrial también se beneficiará de precios de mercado relativamente bajos que prevalecerán por algún tiempo en Norteamérica. Destacan los sectores que hacen un uso intensivo de la energía y también los que aprovechan el gas como materia prima. La industria petroquímica está resurgiendo en Estados Unidos y México no puede desaprovechar esta oportunidad. La combinación de precios altos de los hidrocarburos líquidos y precios bajos del gas natural ofrecen a la industria mexicana fuertes ventajas competitivas, tanto de carácter logístico como en otros rubros de su estructura de costos. Estas ventajas se obtienen independientemente del origen del gas. Desde luego, una mayor producción interna del mismo aportaría beneficios adicionales y fortalecería la seguridad del suministro.

La creciente brecha entre los precios de los hidrocarburos líquidos y los del gas natural en Norteamérica ofrecen a la industria manufacturera mexicana, particularmente a la metalmecánica, una doble oportunidad que deberá aprovechar. Por un lado, los productos que suponen un uso intensivo de energía se benefician de los precios más bajos del gas en esta región respecto a los que prevalecen en los mercados europeos y asiáticos. Por el otro, aumentan los costos de transporte de productos fabricados en dichas regiones, en especial en China, ofreciendo una protección natural a empresas localizadas en México, sobre todo en el norte del país, que enfrentan prácticas comerciales desleales de productores de ese país. Estas tendencias, aunadas al aumento previsible del costo de capital, la mano de obra y de la tierra, se necesitan para re-equilibrar la economía china hacia un mayor consumo interno y lograr un aterrizaje terso de la tasa de crecimiento del PIB. Esto deberá permitir una mayor participación de las importaciones manufactureras mexicanas en el mercado estadounidense.

La penetración del gas natural en los mercados comerciales y residenciales de México es muy baja y ha sido muy lenta. Son muchos los obstáculos que impiden el desarrollo de redes de distribución de gas natural en el país. Destacan entre éstos el comportamiento de autoridades municipales que las ven como un riesgo en lugar de una opción de menor costo, que no perciben plenamente la contribución del reparto de gas LP al congestionamiento del tráfico y el peligro que representa la circulación de un importante número de pipas de gas de grandes dimensiones, así como la frecuente deshonestidad de estas mismas autoridades que exigen un

soborno para permitir la introducción de redes urbanas de distribución; la competencia no siempre leal de empresas distribuidoras de gas LP, sus campañas de desinformación en contra del gas natural y la movilización de líderes venales para impedir el tendido de redes de distribución; el régimen tarifario vigente hasta hace poco tiempo que no estimulaba la expansión de la red de transporte y la instalación de capacidad redundante que la flexibilice y que apoye la seguridad del suministro;²⁷ y, sobre todo, el amplio subsidio asignado al precio del gas LP, que históricamente ha sido el combustible preferido por los hogares y en las actividades comerciales. Esta preferencia ha propiciado la importación de grandes volúmenes de gas LP. En 2011 la importación neta ascendió a 81 000 barriles diarios, cifra equivalente a 28% del consumo interno. La demanda de este combustible declinó en los últimos diez años a una tasa media anual de 1%, un ritmo lento frente a las posibilidades de sustitución de gas LP por gas natural. México continúa siendo uno de los mercados no industriales de gas LP más grandes del mundo.

El precio del gas natural también ha caído en relación al del propano, el principal componente de la mezcla de propano y butano que se consume en México como gas LP. La baja de este precio relativo ha sido sustancial. Al comparar en términos calóricos el precio *spot* de ambos –uno en Mount Belvieu y el otro en Henry Hub– se observa que en 2008 el gas natural equivalía a 57% del propano y en 2011 esta proporción disminuyó a 25%. Debe además tomarse en cuenta que la diferencia de precios pagados por el consumidor es aún mayor, dado que el costo del transporte vehicular terrestre del gas LP es elevado.

No es fácil hacer las comparaciones relevantes de precios en México, tanto de precios al mayoreo como de precios al menudeo en los puntos de consumo final, en diferentes regiones del país. Estas comparaciones de precios al consumidor final suponen un ejercicio complejo y laborioso, particularmente en el caso del consumo residencial. Aquí se presentan los resultados de una comparación indicativa a nivel nacional.²⁸ Por tratarse de promedios ponderados nacionales, no reflejan precios relativos en localidades específicas. Al considerar precios efectivamente pagados –precios máximos autorizados de gas natural y precios administrados del gas LP– resulta que en abril de 2010 el precio del gas LP fue sólo 5% superior al del gas natural y en octubre de 2011 fue 41% superior. Este cambio de precios

²⁷ En 2010 cambió el esquema tarifario con la expedición de tarifas sistémicas al incorporarse Gasoductos de Tamaulipas al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y la creación del Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI).

²⁸ Estimaciones con base en datos de la CRE.

relativos en un periodo de 18 meses marca una tendencia inequívoca. Si estas mismas comparaciones se hacen con referencias internacionales, la diferencia es de más de 100%. En el mercado *spot* de la costa estadounidense del Golfo la brecha es aún más alta, lo que indica el sentido en el que muy probablemente se moverán los precios al público.

El costo de suministro disminuye en la medida en que se pueda sustituir gas LP con gas natural. Además, la sustitución a gas natural contribuiría también a reducir la huella ambiental del suministro de gas LP que se hace en vehículos terrestres. Sin embargo, quedan aún múltiples distorsiones en la estructura de precios al público de combustibles, que constituyen una importante fuente de ineficiencia. Para ello las políticas públicas necesitan ofrecer señales claras, eliminar subsidios generalizados, mejorar la calidad de la regulación del precio de todos los combustibles y alinear diversos incentivos en una misma dirección. Estas medidas permitirán promover la expansión y densificación de redes de distribución de gas natural. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que dichas redes están sujetas, en última instancia, al beneplácito de las autoridades municipales. Zonas aisladas de difícil acceso seguirán siendo abastecidas con gas LP. En estas áreas pueden otorgarse subsidios específicos focalizados a comunidades de bajos ingresos. Igualmente puede hacerse en zonas urbanas donde prevalece la pobreza por medio de subsidios explícitos al gas natural. Todo esto deberá ser parte de una política orientada a expandir el acceso moderno a la energía.²⁹

La sustitución de hidrocarburos líquidos y de otros combustibles fósiles por gas natural constituye la fase inicial más prometedor de la transición global a patrones de energía con menores emisiones de carbono. Más adelante será necesario capturar y sustraer también las emisiones de CO₂ producidas por la combustión de gas natural. Mientras esta tecnología madura y pueda aplicarse, el gas natural ofrece una opción atractiva, dada su relativa abundancia, bajos precios y menores emisiones. La magnitud de los recursos de gas de Estados Unidos y las posibilidades de aumentar a largo plazo la producción de gas natural en México, tanto de lutitas como en aguas profundas, alientan un mayor consumo de este combustible.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

El consumo creciente de gas natural, su distribución geográfica y las perspectivas de una fuerte gasificación de la matriz energética obligan a expandir

²⁹ Agencia Internacional de Energía, *Energy for All. Financing Energy for the Poor*, octubre de 2011, en http://www.iea.org/papers/2011/weo2011_energy_for_all.pdf

las redes de transporte. Mientras que los ductos del Sistema Nacional de Gas (SNG) muestran importantes cuellos de botella, la mayoría de los sistemas de distribución no presentan problemas de saturación. También se hace necesario construir capacidad de almacenamiento y, posiblemente, de regasificación de gas licuado. Todo esto dará mayor flexibilidad al sistema logístico para hacer frente al crecimiento de la demanda, al surgimiento de nuevos puntos de inyección de gas y a fluctuaciones estacionales, semanales y diurnas del consumo. La capacidad de almacenamiento contribuye de manera decisiva a la seguridad de suministro, el mejoramiento de calidad del gas y la eventual formación de un mercado secundario. Asimismo, las redes tendrán que contar con la redundancia necesaria para garantizar la seguridad del suministro de este fluido. En la medida que crezca la complejidad del sistema, aumente el número de actores en esta industria y se diversifiquen las fuentes de la demanda y la oferta, será necesario adoptar nuevas formas de administración de las redes y nuevos mecanismos para lograr una coordinación efectiva de su operación y crecimiento. En este contexto, el establecimiento de un gestor independiente de la red de transporte tendrá que ser evaluado. Para financiar la expansión de las redes de gas será necesario adecuar la estructura de tarifas de transporte y definir con mayor claridad los papeles que jugarán las empresas estatales del sector de energía, así como las empresas especializadas de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización del gas natural.

El gobierno federal prepara actualmente un programa ambicioso de ampliación y construcción de ductos de transporte.³⁰ Han surgido diversos cuellos de botella en la red actual y se prevé que surgirán otros más en un futuro cercano. Los estrangulamientos más severos se encuentran en el centro del país, aunque en el ducto troncal del Golfo de México y en el norte del país se agota rápidamente la capacidad excedente que caracterizaba a amplios segmentos de la red. El temor a estos estrangulamientos quedó de manifiesto al lanzarse el proceso de entrada en vigor del régimen permanente de términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural, que incluyen costos de reserva de capacidad. En agosto de 2011 se aprobó el régimen, en octubre arrancó el régimen transitorio y el 1 de enero de 2012 debió entrar en vigor el régimen permanente. Sin embargo, en septiembre pasado, Pemex Gas y Petroquímica Básica interpuso un recurso de reconsideración y solicitó la suspensión de la resolución; argumentó, entre otras cosas, la imposibilidad de ajustar sus sistemas al cambio de régimen y la necesidad de modificar los costos de servicio y las

³⁰ Sener, "Prospectiva del mercado de gas natural, 2010-2025", <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1433> y diversas presentaciones de la CRE.

condiciones de crédito. Por estas razones, y dado que la Sener manifestó su intención de modificar el Reglamento de Gas Natural antes del término 2011 y llamó la atención sobre sus posibles implicaciones en relación a los esquemas de ventas de primera mano, la CRE concedió la suspensión del aviso por el que comienza el régimen transitorio hasta resolver el recurso.

De manera más específica, la resolución de la Comisión Reguladora de Energía de julio de 2010 que actualizó los criterios para reservar capacidad en el sistema nacional de gasoductos y fijó como derechos adquiridos de capacidad de transporte el promedio diario de gas transportado en el SNG en 2008 y 2009, más 36% de su desviación estándar, generó una cierta inquietud entre los usuarios. Igualmente lo hizo el inicio previsto para el 31 de diciembre de 2011 de una segunda etapa de temporada abierta para la reserva de capacidad. Esta permitiría asignar capacidad adicional tanto a actuales como a nuevos usuarios de la red de gasoductos. La CRE ha propuesto modificar el mecanismo de asignación de capacidad en una segunda etapa, dando prioridad a los usuarios existentes que hayan reservado todos sus derechos adquiridos en la primera etapa. El ejercicio previsto hubiera permitido precisar con mayor certeza sus necesidades de expansión y el posible impacto de los estrangulamientos identificados.

Preocupa a los grandes consumidores de gas natural que los derechos adquiridos de transporte estén definidos en función del volumen consumido durante el periodo de recesión económica, sin tomar en cuenta el crecimiento del consumo registrado en 2010 y en 2011. Sus propias decisiones de inversión necesitan contar con una certeza razonable de que dispondrán del gas requerido por la expansión de sus actividades a mediano y largo plazos. Sin embargo, debe tenerse presente que uno de los principales propósitos de las propuestas de la CRE era precisamente ofrecer mayor certidumbre de suministro, algo que el régimen actual no otorga. La incertidumbre respecto a las perspectivas de la producción nacional de gas y del volumen disponible para ventas de primera mano son también fuente de inquietud, al igual que la posibilidad de construir nuevas interconexiones con el sistema de gasoductos estadounidense y la seguridad que supone el suministro de gas importado. Hay, además, una corriente de opinión que cuestiona la conveniencia de una mayor dependencia de importaciones de gas natural, particularmente si éstas provienen de un solo país. Esta consideración geopolítica tendrá que ser abordada en el contexto más general del comercio bilateral de hidrocarburos con Estados Unidos.

Todo parece indicar que el gobierno federal decidió posponer indefinidamente la temporada abierta para la reserva de capacidad de transporte. Esta decisión puede obedecer al temor de las autoridades de iniciar el proceso en condiciones en la que se agotó la capacidad excedente, así

como una preferencia por racionar la capacidad disponible por la vía administrativa, en lugar de hacerlo por medio del mecanismo de precios previsto. Poderosos grupos empresariales prefieren contener a corto plazo los costos de transporte y Pemex ha manifestado reiteradamente su oposición a la temporada abierta. Todo esto ha llevado, una vez más, a posponer la introducción del régimen permanente. Tocaré al próximo gobierno tomar estas decisiones y reformar el Reglamento de Gas Natural. Mientras tanto el gobierno federal tiene previsto licitar y adjudicar la construcción de un importante paquete de gasoductos a más tardar en octubre de 2012.

Las restricciones de transporte de gas al centro del país serán parcialmente relajadas con la entrada en operación, a corto plazo, de ductos y estaciones de compresión, así como la optimización del sistema. El inicio de operaciones del ducto Manzanillo-Guadalajara en el segundo trimestre de 2012 y la estación de compresión de El Castillo permitirán revertir el flujo de gas que actualmente llega hasta Guadalajara desde Salamanca. A su vez, el gasoducto Tlaxcala-Yecapixtla, que deberá quedar concluido en 2013, liberará espacio en el ducto Cempoala-Santa Ana, al igual que el libramiento de Jalapa. Asimismo, la capacidad de transporte se ampliará con la operación de la estación de compresión de San Rafael. Más adelante, a principios de 2014, el ducto Tamazunchale-El Sauz aumentará también la oferta de gas en el centro del país. Sin embargo, debe tenerse presente que cualquier retraso en la puesta en marcha efectiva de estas instalaciones puede generar serios cuellos de botella.

Para garantizar el suministro actual y futuro de la región Monterrey-Salttillo-Torreón es necesario ampliar la capacidad de transporte a partir de diversas interconexiones con el sistema de gasoductos estadounidense. La capacidad del ducto Ciudad Mier-Monterrey de Kinder Morgan puede ampliarse a corto plazo, al igual que la de otros gasoductos en operación. Sin embargo, a mediano plazo habrá que construir nuevos gasoductos de la frontera a Monterrey. Una ruta obvia seguiría el derecho de paso del viejo ducto en desuso de Gimsa. Otra alternativa a evaluar es el tendido de un gasoducto a Monterrey, desde algún punto entre Piedras Negras y Nuevo Laredo, que transporte gas de la formación Eagle Ford, en el sur de Texas, zona crecientemente excedentaria. Esta nueva interconexión podría eventualmente dar salida, a Monterrey y a Estados Unidos, al gas de la misma formación producido del lado mexicano de la frontera. Un segundo sistema de alta prioridad es la construcción paralela de otro gasoducto en Chihuahua que iría de Ciudad Juárez a Encinos, al sur de la ciudad de Chihuahua, para suministrar un importante número de plantas de ciclo combinado que la Comisión Federal de Electricidad tiene planeado instalar en los próximos quince años. El tercer sistema es el del Noroeste, que busca

incorporar esta zona al uso del gas natural. Algunas plantas térmicas de generación convencionales podrán ser convertidas a gas y se tiene previsto instalar múltiples plantas de ciclo combinado en la vertiente del Pacífico. El gasoducto, que se construiría por etapas, tomaría gas en Sásabe, cerca de Tucson, y lo llevaría más adelante hasta Mazatlán, pasando por Puerto Libertad, Guaymas y Topolobampo. Es un gasoducto de más de 2000 kilómetros de longitud.

En adición a estos tres sistemas de gasoductos, el gobierno federal considera la construcción de varios ductos que los interconecten, con que se contribuiría con ello a la seguridad de suministro. Estas iniciativas reconocen las ventajas de la flexibilidad sistémica y las posibilidades que tiene el país de arbitrar precios a largo plazo, entre las vertientes del Golfo y del Pacífico con la frontera norte. Para aprovechar esta posición geográfica privilegiada es necesario visualizar con mayor precisión la formación de puntos de arbitraje donde confluyan los principales gasoductos (*hubs*) y se cuente con capacidad de almacenamiento. Un primer candidato es Reynosa o el propio Monterrey. Sin embargo, tal desarrollo presupone desarrollar una infraestructura comercial –tanto interna como internacional– más robusta. Otro tema que requiere atención inmediata es la selección de mecanismos de financiamiento de gasoductos y de las modalidades de su propiedad. Se ha venido precisando la distribución de responsabilidades y de riesgos entre Pemex, la CFE y empresas privadas. Estos son temas centrales para evaluar la viabilidad económica de un programa tan ambicioso.

Las redes de distribución de gas tendrán también que ampliarse y densificarse para aprovechar el gas natural en regiones que ya cuentan con zonas de distribución, así como en nuevas zonas que se constituyan al extenderse los sistemas de transporte. Muchos estados de la República no consumen gas natural y otros más sólo tienen un acceso limitado a este combustible. Anteriormente se hizo alusión a los obstáculos al desarrollo de los mercados residenciales y comerciales de gas natural y a la tendencia a hacerlos más competitivos. Sin embargo, resulta indispensable promover activamente el desarrollo de nuevas zonas de distribución conforme se vaya expandiendo la red de transporte.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan siete conclusiones y recomendaciones básicas:

1. México deberá aprovechar las ventajas que le ofrece el cambio fundamental en las condiciones, actuales y previsibles, del mercado de gas natural de Norteamérica. El déficit estructural que caracterizó a esta región

se ha reducido rápidamente y surge la posibilidad de que se produzca un superávit exportable. Esto ha sido posible gracias a la mayor producción de gas no-convencional y, en particular, a la contribución de lutitas gasíferas.

2. Cambios en el balance de la oferta y la demanda de gas natural en Norteamérica han provocado una baja del precio, con lo que se han ampliado a niveles sin precedente los diferenciales de precio respecto a otras regiones. La falta de arbitraje regional en los precios del gas continuará hasta 2016, cuando menos. Por ahora sólo es posible ampliar las exportaciones a México, si bien el volumen incremental es pequeño en relación a la oferta adicional de Estados Unidos y Canadá. Igualmente importante es la extraordinaria baja en el precio relativo del gas en Norteamérica, al desvincularse de los precios del petróleo crudo y de productos petrolíferos. Esta estructura de precios ofrece ventajas competitivas a la industria manufacturera mexicana, particularmente a la que hace un uso intensivo de gas. Los bajos precios internos del gas podrán ser compensados fiscalmente por los altos precios del crudo y de los productos petrolíferos.

3. La producción de gas natural de México se ha estancado y tiende de manera gradual a la baja, cuando menos hasta 2016. En cambio la demanda de gas crecerá gracias a la instalación de plantas adicionales de ciclo combinado y a un mayor uso del gas en la industria, dado su bajo precio. Éste también afecta la producción de gas seco en áreas de alto costo. En esas condiciones las importaciones netas de gas natural aumentarán. Así, más adelante, la rápida expansión de la demanda de importaciones alentará un mayor gasto en exploración y desarrollo de los recursos propios de gas natural.

4. El maduro acervo de gas natural, particularmente de gas no asociado, sólo podrá reponerse con descubrimientos significativos en aguas someras del Litoral de Tabasco y en aguas profundas frente a Coatzacoalcos, así como con el desarrollo de la formación de lutitas Eagle Ford en Coahuila y con otros descubrimientos.

5. La oferta interna tendrá que complementarse con importaciones terrestres de Estados Unidos y algunas importaciones de GNL en regiones aisladas de la red de gas. Esto supone ampliar las interconexiones existentes entre las redes de transporte de ambos países y la construcción de nuevas interconexiones. Se requiere también ampliar urgentemente la red de ductos de transporte de México con objeto de romper diversos estrangulamientos y dar acceso al gas natural en extensas zonas que no lo han tenido hasta ahora.

6. Ante el estancamiento de la producción de México, se abre la posibilidad de introducir mayor competencia en la industria del gas del país, tanto en los segmentos de distribución y comercialización (*downstream*) como

en los de transporte y almacenamiento (*midstream*). En este contexto la liberalización del mercado de gas natural se vuelve imperativa. Más adelante podrá considerarse un régimen competitivo en la exploración y desarrollo de gas no asociado (*upstream*). Esta secuencia presupone la modernización del marco regulatorio y el fortalecimiento de las instituciones reguladoras. Una mayor competencia deberá promover el desarrollo de la industria manufacturera mexicana.

7. La incertidumbre respecto al futuro de la producción de gas natural obliga a un mayor gasto para adquirir información relevante sobre los recursos económicamente recuperables, los factores esperados de recuperación, la naturaleza y calidad de las reservas y las técnicas apropiadas para extraerlas del subsuelo. Asimismo, es indispensable mejorar la capacidad de pronóstico en relación a posibles trayectorias de la producción y formular visiones más rigurosas a mediano y largo plazo. Esto ayudará a corregir una cierta miopía, que impide contemplar horizontes temporales lejanos y resta validez a los ejercicios prospectivos de Pemex y de la Sener. El esfuerzo por realizar dará mayor sustento a decisiones de inversión que permitirán revertir las tendencias actuales de la producción de gas.

BIBLIOGRAFÍA

- Allsopp, C. y B. Fattouh, "Oil and International Energy", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 27, núm. 1, primavera de 2011.
- Agencia Internacional de Energía, *Energy for All. Financing Energy for the Poor*, París, AIE, octubre de 2011, en http://www.iea.org/papers/2011/weo2011_energy_for_all.pdf
- Fattouh, B., "An Anatomy of the Crude Oil Pricing System", Oxford Institute for Energy Studies, (WPM 40).
- CNH, "Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera revisión y recomendaciones", abril de 2010, en <http://www.cnh.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1645&lang=1>
- Energy Information Administration, "Natural Gas Imports", abril de 2011, en <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=770>
- , "Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays", julio de 2011, en <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>
- , *Annual Energy Outlook, 2012, Early Release Overview*, enero de 2012, en http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_introduction.cfm
- , "Effect of Increased Natural Gas Exports on Domestic Energy Markets", enero de 2012, en <http://www.eia.gov/analysis/requests/fe/>
- Lajous, Adrián, "La Cuenca de Burgos y los contratos de servicios múltiples", *La Jornada*, 17 de marzo de 2004, en <http://www.jornada.unam.mx/2004/03/17/per-cuenca.html>

- , “Prospectiva petrolera a 2025”, *Economía UNAM*, número 23, mayo-agosto de 2011.
- , “El misterio de Chicontepec”, *Nexos*, septiembre de 2011, en <http://www.nexos.com.mx/?P=leerarticulo&Article=2099497>
- , “La quema y venteo de gas natural en México”, febrero de 2012, manuscrito en revisión.
- Pemex, “Reservas de hidrocarburos”, en <http://www.ri.pemex.com/index.cfm>
- , “Memoria de labores”, 2010, en <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=1&catID=237>
- , “Las reservas de hidrocarburos de México”, 2010, en <http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>
- , “Obtiene Pemex su primera producción de gas shale”, 23 de marzo, 2011, en <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=24075>
- “Pemex tests Eagle Ford Shale Gas Well”, *Oil and Gas Journal*, 8 de marzo de 2011, en http://www.ogj.com/index/article-display/8564372526/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/20100/march-2011/pemex-tests_eagle.html?cmpid=EnIEDMarch102011
- “Pemex’s 2nd, 3rd Shale Gas Wells to Cost \$10 MN Each”, *Business News Americas*, 20 de julio de 2011, <http://www.bnamericas.com/news/oilandgas/pemexs-2nd-and-3rd-shale-gas-wells-to-cost-us10mn-each/254451167>
- Sener, “Prospectiva del mercado de gas natural, 2010-2025”, <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1433>
- , “Estrategia Nacional de Energía”, <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1608&cx=016041137291724762691%3At7lsrffmdbw&cof=FORID%3A11&palabras=&q=estrategia+nacional+de+energ%C3%ADa>
- Ramos, Luis, “Shale Gas”, presentación en Houston, 23 de agosto de 2011, en <http://www.epmag.com/2011/August/item87574.php>
- Suárez, Juan José, presentación en el Instituto Baker, Houston, Texas, 18 de enero, 2012, en <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catID=11300>
- U.S. Energy Information Administration, “World Shale Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States”, abril de 2011, en <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- USGS, “Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province”, 2011, en <http://pubs.usgs.gov/fs/2011/3092/>
- Véjar Hernández, Marcial Martín, “Manifestación de hidrocarburos en ambiente deltáico, de la formación San Miguel en la subcuenca Fuentes Río Escondido, Noreste de México”, UANL, tesis de Maestría en Ciencias Geológicas, 1988, en <http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1080095045/1080095045.html>